Office national de l'énergie

Motifs de décision

Examen des demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Shell Canada Limitée et Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada PipeLines Limited

GH-1-90

Juin 1990

Exportations de gaz

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Examen des demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Shell Canada Limitée et Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada PipeLines Limited

Exportations de gaz

GH-1-90

Juin 1990

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1990

N° du Cat. NE 22-1/1990-5F
ISBN 0-662-96196-x

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:
Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Exposé et comparutions ..... (ii)

1. Historique 1

2. Direct Energy Marketing Limited 3
2.1 Évolution des circonstances 3
2.2 Approvisionnement en gaz 4
2.3 Examen préalable en matière d'environnement 7
2.4 Décision 7

3. Indeck Gas Supply Corporation 9
3.1 Évolution des circonstances 9
3.2 Approvisionnement en gaz 10
3.3 Examen préalable en matière d'environnement 19
3.4 Décision 19

4. Shell Canada Limitée 20
4.1 Évolution des circonstances 20
4.2 Examen préalable en matière d'environnement 20
4.3 Décision 21

5. Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada Pipelines Limited 22
5.1 Évolution des circonstances 22
5.2 Examen préalable en matière d'environnement 23
5.3 Décision 24

Annexe

I Ordonnance d'audience GH-1-90 25

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application et

RELATIVEMENT à un examen des demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Shell Canada Limitée et Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada Pipelines Limited

ENTENDUE à Calgary (Alberta) les 23, 24 et 25 avril 1990.

DEVANT:

D.B. Smith	Membre présidant
W.G. Stewart	Membre
C. Bélanger	Membre

COMPARUTIONS:

J.T. Brett	Direct Energy Marketing Limited
K.F. Miller	Indeck Gas Supply Corporation
I.A. Blue, c.r. D. O'Leary	Niagara Mohawk Power Corporation
E. Decter	Shell Canada Limitée
M.G. Samuel	Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada Pipelines Limited
N.W. Boutillier	Alberta & Southern Gas Co. Ltd.
W.M. Moreland	La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
L. Keough	Boundary Gas, Inc.
S. Carscallen	CanStates Gas Marketing
E. Decter R.L. Dailcader,Jr.	Cogen Energy Technology Inc.
L. Keough	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership
K.L. Mayer	Pan-Alberta Gas Ltd.
J. Kowch K.J. MacDonald	ProGas Limited
J. Schatz	TransCanada Pipelines Limited

G.K Cameron	Union Gas Limited
A. Bigué	Vermont Gas Systems, Inc.
V.J. Black	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
D. Bursey	Office national de l'énergie

Chapitre 1
Historique

Dans le cadre de l'audience GH-1-89, l'Office national de l'énergie ("l'Office") a instruit les demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited ("Direct Energy"), Indeck Gas Supply Corporation ("Indeck"), Shell Canada Limitée ("Shell") et Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada Pipelines Limited ("WGML/TransCanada"). Ces demandes ont été rejetées. On trouvera les détails concernant les demandes et les motifs pour lesquelles elles ont été rejetées dans les Motifs de décision GH-1-89, Volume 1 - Exportation de gaz naturel.

À la suite de sa décision GH-1-89, l'Office a réexaminé et réévalué certains aspects de la Méthode axée sur les conditions du marché, méthode dont il se sert dans l'examen des demandes de licences d'exportation. L'examen a été réalisé aux termes de l'ordonnance d'audience GHW-4-89 et a mené l'Office à apporter deux modifications à la Méthode. Premièrement, l'Office a décidé de ne plus utiliser les analyses des avantages-coûts. Deuxièmement, il a décidé de continuer à examiner les contrats étayant les demandes d'exportation de gaz afin de s'assurer de leur bien-fondé commercial. Quant à l'évaluation de la souplesse des contrats, il a indiqué qu'il supposerait généralement que les contrats négociés librement, sans lien de dépendance, sont conformes à l'intérêt tant public que privé, et qu'il n'interviendrait à cet égard que dans des cas d'exception.

La décision GHW-4-89 a été publiée le 15 mars 1990. Le 19 mars 1990, l'Office a indiqué dans une lettre, transmise entre autres aux parties intéressées à l'audience GH-1-89, être disposé à revoir certaines de ses décisions antérieures à la lumière des circonstances nouvelles découlant de la décision GHW-4-89. Il précisait que ce serait le cas notamment des demandes qui, selon les demandeurs, avaient été rejetées en raison de l'analyse des avantages-coûts ou de contrats trop rigides pour s'adapter à l'évolution du marché. L'Office a également indiqué être disposé à revoir des demandes de licences dont le rejet était fondé sur l'approvisionnement et à recevoir la preuve que la situation des demandeurs en matière d'approvisionnement avait changé.

Les demandes de révision suivantes ont été déposées.

(a) Direct Energy, demande datée du 29 mars 1990 visant une révision de la décision GH-1-89 de l'Office, rendue le 20 novembre 1989, et par laquelle l'Office rejetait la demande de licence d'exportation de gaz présentée par Direct Energy en date du 12 octobre 1988.

(b) Indeck, demande datée du 30 mars 1990 visant une révision de la décision GH-1-89 de l'Office, rendue le 20 novembre 1989, et par laquelle l'Office rejetait la demande de licence d'exportation de gaz présentée par Indeck en date du 14 février 1989.

(c) Shell, demande datée du 22 mars 1990 visant une révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, et par laquelle l'Office rejetait la demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par Shell en date du 21 novembre 1988.

(d) WGML/TransCanada, demande datée du 2 mars 1990 visant une révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, et par laquelle l'Office rejetait la demande de licence d'exportation de gaz présentée par WGML/TransCanada en date du 14 février 1989.

(e) Niagara Mohawk Power Corporation ("NIMO"), demande datée du 6 février 1990 visant une révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, et par laquelle l'Office rejetait la demande de licence d'exportation de gaz présentée par WGML/TransCanada, en date du 14 février 1989.

L'office a décidé que ces demandes seraient traitées au cours d'une audience publique et, le 11 avril 1990, il a rendu l'ordonnance d'audience GH-1-90 (annexe I des présents Motifs de décision). Conformément au *Décret sur les lignes directrices visant l'examen et l'évaluation en matière d'environnement*, l'examen préalable, en matière d'environnement, de ces demandes de licences a été mené séparément, par voie de mémoires, conformément à l'ordonnance de l'Office GHW-4-90. Les détails de l'examen préalable sont consignés dans un rapport distinct.

L'audience GH-1-90 a été tenue à Calgary du 23 au 25 avril 1990. Les décisions de l'Office concernant chacune des demandes présentées on été lues du banc le 25 avril 1990, le lendemain de la clôture de l'audience. Les chapitres suivants font état de ces décisions et des motifs de décision.

Chapitre 2
Direct Energy Marketing Limited

Dans une demande datée du 29 mars 1990, Direct Energy a sollicité, en vertu du paragraphe 21(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ("la Loi"), une révision de la partie des Motifs de décision GH-1-89 afférente à la licence d'exportation de gaz que Direct Energy s'était vue refuser. Direct Energy a demandé que les motifs soient modifiés pour permettre la délivrance d'une licence l'autorisant à exporter du gaz à Philipsburg, au Québec. Le gaz serait livré à Consolidated Fuel Company ("Consolidated") selon les conditions visées par la demande de licence d'exportation de Direct Energy, datée du 12 octobre 1988, hormis la condition concernant la période de 15 ans, qui débuterait désormais le 1er juillet 1991 et prendrait fin le 30 juin 2006.

Direct Energy a soutenu que la décision GH-1-89 devait être modifiée pour deux raisons.

(a) La décision GHW-4-89 de l'Office a fait évoluer les circonstances de façon à justifier une révision des Motifs de décision GH-1-89.

(b) Direct Energy a ajouté des réserves à son approvisionnement en gaz afin de combler les insuffisances des réserves et de sa capacité de production relevées dans les Motifs de décision GH-1-89.

2.1 Évolution des circonstances

Dans sa décision GH-1-89, l'Office a signalé, entre autres, relativement à la demande de Direct Energy, qu'il "s'inquiétait des conditions de l'entente de vente de gaz" et qu'il "était d'avis que le projet d'exportation n'était pas susceptible de procurer des bénéfices nets au Canada".

Opinion de l'Office

Dans sa décision GHW-4-89, l'Office a jugé contre-indiqué d'utiliser l'analyse avantages-coûts comme facteur décisif pour la délivrance d'une licence d'exportation de gaz. Il a également décidé que, bien qu'il continuerait à étudier les contrats étayant les demandes d'exportation de gaz pour assurer leur bien-fondé commercial, il le ferait en supposant que les contrats sont conformes à l'intérêt public, aussi bien que privé, du moment qu'ils sont négociés librement, sans lien de dépendance.

Compte tenu de la décision GHW-4-89, l'Office convient que la demande présentée par Direct Energy ne doit pas être rejetée sur la base des résultats de l'analyse des avantages-coûts. Pour ce qui est des contrats de Direct Energy, l'Office est convaincu que les contrats ont été négociés librement et sans lien de dépendance, et ne trouve aucune raison d'intervenir dans ce cas précis.

2.2 Approvisionnement en gaz

Dans l'audience GH-1-89, la demande présentée par Direct Energy visait un volume global de 936,2 10^6m^3 (33 10^9pi^3). L'estimation faite par l'Office des réserves[1] était inférieure de 32 % à celle faite par Direct Energy et inférieure de 23 % au volume global sollicité. Les prévisions de l'Office quant à la capacité de production indiquaient que Direct Energy ne pouvait respecter ses engagements à aucun moment pendant la durée de la licence. L'Office a également noté que des arrangements d'appui n'avaient pas été prévus dans les contrats d'achat de gaz entre Direct Energy et son groupe producteur. Compte tenu de ces facteurs, l'Office n'a pu établir à sa satisfaction que les dispositions prises par Direct Energy pour l'approvisionnement en gaz justifiaient l'octroi de la licence sollicitée.

Au moment de l'audience GH-1-89, une demande de permis d'acheminement avait été présentée à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA") qui n'avait pas encore rendu sa décision en la matière. Aucune indication n'avait été donnée quant à l'état des démarches pour obtenir le permis d'acheminement de la Colombie-Britannique.

Dans sa demande de révision, Direct Energy a présenté une nouvelle preuve concernant l'approvisionnement en gaz. Cette preuve a été révisée et complétée lors de la conférence technique du 23 avril 1990, tenue dans le cadre de l'audience GH-1-90. Par rapport à la preuve examinée par l'Office à l'audience GH-1-89, la nouvelle preuve concernant l'approvisionnement en gaz comporte les changements suivants:

- la suppression de Royal Trust Energy Corporation comme fournisseur de gaz du projet;
- une révision importante des estimations des réserves, montrant la suppression de l'approvisionnement de la C.-B. et des ajouts appréciables à l'approvisionnement en Alberta;
- une révision des données concernant la capacité de production, montrant les changements susmentionnés au niveau des réserves;
- une mise à jour de l'état des démarches pour l'obtention du permis d'acheminement demandé à l'OCREA;
- des précisions sur les arrangements d'appui.

L'évaluation de l'Office à la lumière de la nouvelle preuve est décrite dans les sections suivantes.

(i) Contrats avec les fournisseurs

Direct Energy a signé des contrats de quinze ans pour l'achat de gaz avec quatre producteurs, soit Blue Range Energy Corporation, Excel Energy Inc., Ranger Oil Limited et Venwest Resources Limited.

(ii) Réserves

---

1 On trouvera l'évaluation de l'Office quant à l'approvisionnement en gaz de Direct Energy au chapitre 9 des Motifs de décision GH-1-89.

Le tableau 2-1 montre que l'estimation des réserves faite par l'Office est de 20 % inférieure à celle de Direct Energy, mais de 30 % supérieure au volume global sollicité. L'écart est attribuable à l'effet

Tableau 2-1

Comparaison entre les estimations des réserves de gaz restantes commercialisables de Direct Energy et le volume global sollicité

10^6m^3 (10^9pi^3)

Direct Energy	ONE	Volume global sollicité
1 529	1 216	936
(54)	(43)	(33)

cumulatif de petites différences dans les estimations des réserves pour des gisements donnés. Ces différences émanent principalement d'une divergence dans l'interprétation de facteurs comme la production nette, la superficie du gisement ou la récupération du gaz.

(iii) Capacité de production

Le figure 2-1 compare les prévisions de l'Office et celles de Direct Energy concernant la capacité de production par rapport aux volumes sollicités. La prévision de Direct Energy quant à la capacité de production indique qu'elle peut respecter les volumes visés pendant la durée de l'exportation proposée. La prévision de l'Office confirmé que cette capacité de production devrait suffire pour la durée de la licence.

Direct Energy a déclaré que, si la capacité de production devait ne pas suffire, divers arrangements d'appui seraient mis en oeuvre pour garantir un approvisionnement en gaz adéquat pour la durée du projet. Direct Energy a indiqué que les producteurs individuels étaient tenus, par contrat, de fournir le gaz à partir d'autres sources. En cas de non-disponibilité, Direct Energy a indiqué qu'elle aurait recours à d'autres producteurs participant au projet ou à l'approvisionnement global dont elle dispose pour desservir normalement les arches interruptibles.

(iv) Permis d'acheminement du gaz

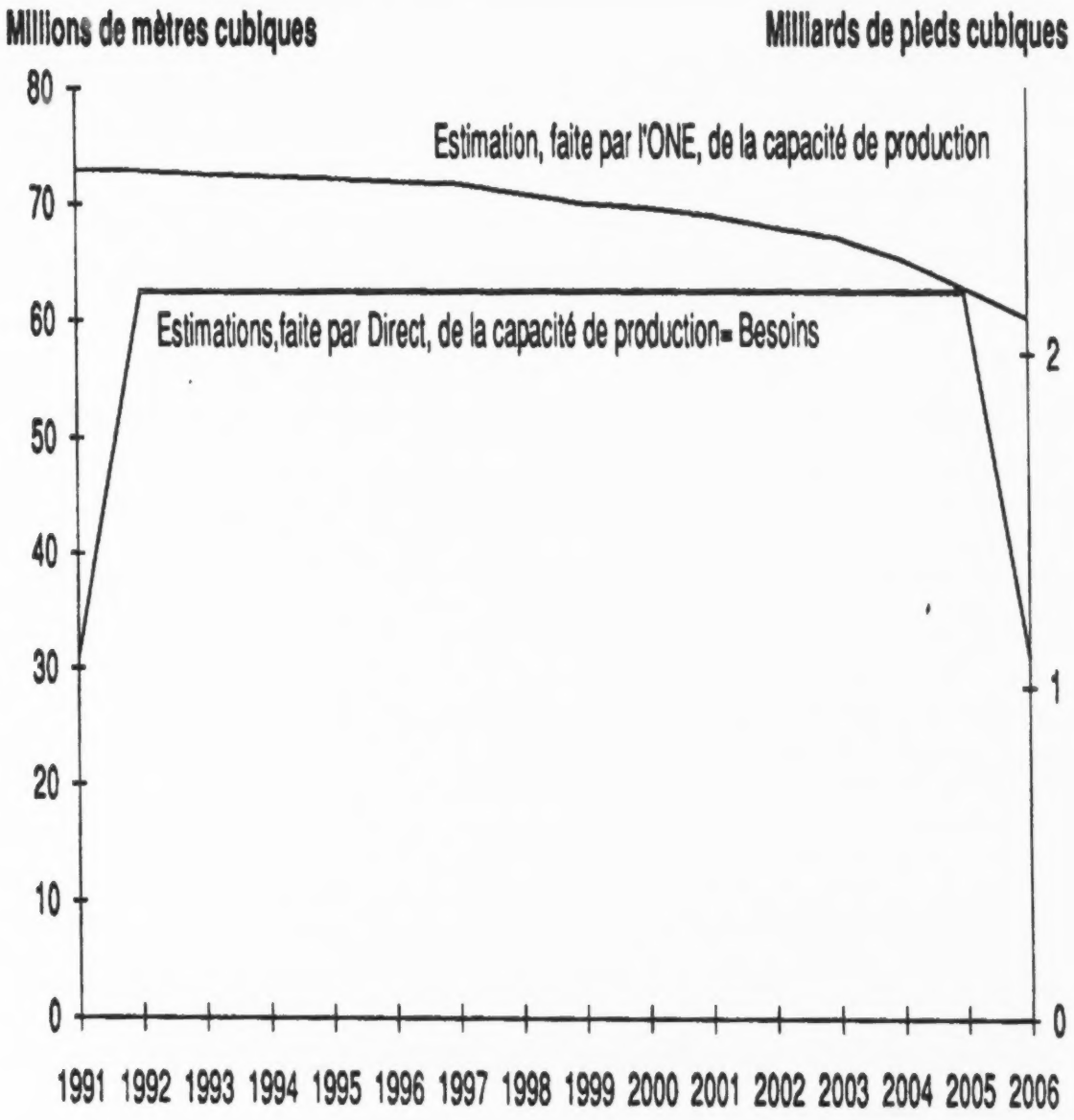
Direct Energy a déclaré avoir soumis une demande d'acheminement du gaz à l'OCREA et que ce dernier avait reconnu que des réserves de gaz de 1 104 10^6m^3 (39 10^9pi^3) étaient destinées au projet. Direct Energy a également signalé que le Ministre de l'Énergie de l'Alberta avait recommandé que le permis soit accordé pour 936 10^6m^3 (33 10^9pi^3) de gaz naturel et que l'on s'attendait à ce que la demande soit acceptée le 25 avril 1990[1].

---

[1] L'OCREA a fait savoir à Direct Energy, en date du 1er mai 1990, que le permis nº GR90-15 avait été accordé.

FIGURE 2-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS, FAITES PAR DIRECT ET L'ONE, QUANT A LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



Opinion de l'Office

Selon l'Office, l'approvisionnement en gaz de Direct Energy lui permet de remplir ses engagements pour la durée de la licence d'exportation demandée.

2.3 Examen préalable en matière d'environnement

Un examen préalable, en matière d'environnement, de la demande a été mené lors de l'audience GHW-4-90 de l'Office. Cet examen était axé sur les effets environnementaux de la demande d'exportation, tant en amont qu'en aval des installations de TransCanada Pipelines Limited ("TransCanada"), ainsi que sur les effets possibles de la construction et de l'exploitation de nouvelles installations dans le réseau de TransCanada.

L'examen a permis de conclure que les effets environnementaux en amont et en aval du réseau de TransCanada, ainsi que les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux de l'exportation, seraient négligeables ou atténués à l'aide de techniques connues.

Quant aux effets résultant d'additions au réseau de TransCanada, l'Office note que les installations requises au Québec pour transporter les volumes de Direct Energy jusqu'à la frontière internationale avaient été approuvées dans la décision GH-4-88 de l'Office. Au cours de l'audience menant à ladite décision, les installations de TransCanada au Québec ont fait l'objet d'une évaluation environnementale. L'Office a établi que la construction et l'exploitation de ces installations pouvaient être entprises à l'aide de techniques connues en vue d'atténuer mitiger les effets négatifs.

Les installations n'ont pas été construites et l'approbation est devenue caduque en décembre 1989. L'Office devra examiner une nouvelle demande avant de délivrer de nouveau son approbation des installations. Si les installations décrites dans une nouvelle demande diffèrent de celles approuvées lors de l'audience GH-4-88, l'Office devra mener un examen des effets environnementaux qu'entraîneraient ces modifications. Comme le gaz ne peut être exporté avant qu'une nouvelle demande ne soit étudiée, l'Office est d'avis que la licence d'exportation peut être délivrée dès à présent.

2.4 Décision

À la lumière de l'évolution des circonstances par suite de la décision GHW-4-89 et de la nouvelle preuve sur l'approvisionnement en gaz présentée par Direct Energy, ainsi que des résultats de l'examen préalable en matière d'environnement, l'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Direct Energy.

Voici les conditions de la licence.

1. La licence entrera en vigueur à la date où le Gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 30 juin 1992, à moins que les exportations n'aient commencé le ou avant le 30 juin 1992, en quel cas elle expirera le 30 juin 2006.

2. Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

   (a) 171 000 mètres cubes par jour;

(b) 62 400 000 mètres cubes dans toute période de douze mois consécutifs se terminant un 31 octobre; ou

(c) 936 200 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

3. (a) À titre d'écart admissible, la quantité que Direct Energy peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière fixée dans la condition 2.

(b) À titre d'écart admissible, la quantité que Direct Energy peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle fixée dans la condition 2.

4. Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près de Philipsburg, au Québec.

Chapitre 3
Indeck Gas Supply Corporation

Dans une demande datée du 30 mars 1990, Indeck a sollicité, en vertu du paragraphe 21(1) de la Loi, une révision de la décision rendue par l'Office à l'audience GH-1-89, afférente au rejet de la demande d'exportation de gaz présentée par Indeck. Indeck avait demandé une licence pour exporter à partir de Niagara Falls, en Ontario, du gaz qu'il comptait vendre à deux centrales de cogénération dans l'État de New York - Indeck Energy Services of Oswego ("Indeck Oswego") et Indeck-Yerkes Energy Services, Inc. ("Indeck-Yerkes"). Dans sa demande de révision, Indeck a prié l'Office, en vertu de la correspondance échangée le 19 mars 1990, de modifier sa décision et de lui délivrer la licence d'exportation de gaz visée par sa demande du 14 février 1989, dans sa version modifiée. Indeck a également demandé que l'Office révise son estimation des réserves de gaz de l'Alberta visées par la demande.

Indeck a soutenu que la décision GH-1-89 doit être modifiée pour les raisons suivantes.

(a) La décision GHW-4-89 de l'Office a fait évoluer les circonstances de façon à justifier la révision des Motifs de décision GH-1-89.

(b) Indeck a complété les données et les renseignements sur ses réserves de gaz consacrés au projet d'exportation.

3.1 Évolution des circonstances

Dans sa décision GH-1-89, l'Office a signalé, entre autres, relativement à la demande présentée par Indeck, qu'il "s'inquiétait du fait que les conditions des ententes d'achat et de vente de gaz n'offraient pas la latitude voulue pour permettre des ajustements qui tiendraient compte des conditions changeantes du marché" et qu'il "était d'avis que les exportations visées par la demande étaient peu susceptibles de procurer des bénéfices nets au Canada".

Opinion de l'Office

Dans sa décision GHW-4-89, l'Office a jugé contre-indiqué d'utiliser l'analyse des avantages-coûts comme facteur déterminant de l'octroi d'une licence d'exportation de gaz. L'Office a également décidé que, bien qu'il continuerait à étudier les contrats étayant les demandes d'exportation pour assurer leur bien-fondé commercial, il supposerait que les contrats sont conformes à l'intérêt public, aussi bien que privé, du moment qu'ils sont négociés librement, sans lien de dépendance.

Compte tenu de la décision GHW-4-89, l'Office convient que la demande présentée par Indeck ne doit pas être rejetée sur la base des résultats de l'analyse des avantages-coûts. Pour ce qui est des contrats d'Indeck, l'Office est convaincu que les contrats ont été négociés librement et sans lien de dépendance, et ne trouve aucune raison d'intervenir dans ce cas précis.

3.2 Approvisionnement en gaz

Dans l'audience GH-1-89, la demande d'Indeck visai un volume de 3 500 $10^6 m^3$ (124 $10^9 pi^3$) pour la durée de la licence.

Indeck a conclu des contrats d'approvisionnement en gaz distincts pour la centrale d'Indeck Oswego et celle d'Indeck-Yerkes et l'Office a donc examiné l'approvisionnement en gaz d'Indeck pour chacun de ces projets.[1] Le projet Indeck Oswego prévoyait un approvisionnement en gaz albertain en vertu d'un contrat d'achat de gaz, d'une durée de 15 ans, avec quatre producteurs, soit Northstar Energy Corporation ("Northstar"), Chesapeake Resources Ltd., Inverness Petroleum Ltd. et Universal Explorations Ltd. En outre, Indeck a conclu un contrat d'achat de gaz avec Bow Valley Industries Ltd. ("BVI") pour alimenter la centrale d'Indeck Oswego avec du gaz provenant de la Saskatchewan, également pour une durée de 15 ans. Le projet Indeck-Yerkes devait être alimenté en gaz provenant de la Saskatchewan et de l'Alberta, en vertu de contrats d'achat de gaz distincts conclus avec BVI et Northstar, respectivement.

L'Office a établi à sa satisfaction que la partie de l'approvisionnement en gaz provenant de la Saskatchewan était suffisante pour desservir les projets Indeck Oswego et Indeck-Yerkes. Cependant, l'Office jugeait qu'Indeck n'avait pas prouvé qu'elle disposait d'un approvisionnement suffisant en Alberta, pour la durée de la licence, pour desservir l'un ou l'autre des projets. L'estimation de l'Office relativement aux réserves provenant de l'Alberta pour la desserte du projet Indeck Oswego était d'environ 24 % inférieure à celle d'Indeck et légèrement inférieure au volume global. Quant à la capacité de production, l'estimation de l'Office était également inférieure aux besoins pour la seconde moitié de la durée de la licence demandée. Quant à l'approvisionnement provenant de l'Alberta pour la desserte du projet Indeck-Yerkes, l'estimation de l'Office était d'environ 15 % inférieure à celle d'Indeck et de 18 % inférieure aux volumes sollicités. Les prévisions de l'Office, quant à la capacité de production, indiquaient que celle-ci serait insuffisante pendant toute la durée de la licence demandée.

L'Office a également noté qu'Indeck n'avait pas prévu d'arrangements d'appui ni aucune disposition d'affectation des réserves de la Saskatchewan pour satisfaire à la totalité de ses besoins.

Au moment de l'audience GH-1-89, une décision n'avait pas encore été rendue à l'endroit des demandes de permis d'acheminement du gaz présentées à l'Alberta et à la Saskatchewan.

Indeck a étayé sa demande de révision avec une nouvelle preuve concernant l'approvisionnement en gaz. Cette preuve a été complétée par des mémoires relatifs au gisement de Hangingstone Upper Mannville A et par une nouvelle preuve présentée lors de la conférence technique tenue le 23 avril 1990 dans le cadre de l'audience GH-1-90. La nouvelle preuve sur l'approvisionnement en gaz comprend, notamment:

- des changements relativement mineurs quant à certaines estimations concernant les gisements de l'Alberta desservant le projet Indeck Oswego;

---

[1] L'évaluation que l'Office a fait de l'approvisionnement en gaz d'Indeck est décrite au Chapitre 4 des Motifs de décision GH-1-89, publié en décembre 1989.

- des renseignements additionnels à l'appui de l'estimation des réserves du gisement de Hangingstone Upper Mannville A, y compris des estimations provenant de plusieurs experts-conseils; l'évaluation des réserves, faite par l'OCREA, afférente au permis d'acheminement; des données sur plusieurs puits dont l'Office ne disposait pas auparavant; et des précisions sur l'évaluation géologique et technique du gisement;

- des précisions quant à l'état des permis d'acheminement provinciaux;

- des précisions sur les arrangements d'appui.

L'évaluation de l'Office à la lumière de la nouvelle preuve présentée concernant l'approvisionnement en gaz est décrite dans les sections suivantes.

(i) Contrats avec les fournisseurs

Les dispositions pour l'approvisionnement en gaz des projets Indeck Oswego et Indeck-Yerkes sont identiques à celles énoncées dans l'audience GH-1-89 et l'Office a, une fois de plus, examiné l'approvisionnement particulier à chaque projet séparément.

Au cours de la conférence technique, Indeck a fourni des précisions concernant les arrangements d'appui. Elle a indiqué avoir conclu des contrats avec les producteurs de l'Alberta et qu'elle verrait à souscrire des arrangements pour d'autres réserves disponibles si l'approvisionnement était insuffisant. Pour sa part, BVI a signalé être disposée à puiser dans ses réserves de la Saskatchewan pour étayer l'approvisionnement de l'Alberta, à condition de passer un contrat satisfaisant.

(ii) Réserves

Projet Indeck Oswego

Le tableau 3-1 montre une comparaison des estimations révisées de l'Office et de Indeck concernant les réserves. Les estimations concernant les réserves de la Saskatchewan pour les gisements de Hatton Milk River et de Medicine Hat restent les mêmes que pour l'audience GH-1-89. BVI devra alimenter le projet Indeck Oswego tout comme celui d'Indeck-Yerkes à partir de ces gisements. L'estimation fait par l'Office quant aux réserves de la Saskatchewan est analogue à celle d'Indeck et dépasse de beaucoup les obligations contractuelles. L'Office a modifié son estimation des réserves pour inclure les gisements albertains desservant le projet Indeck Oswego et refléter des informations plus récentes. L'estimation que l'Office fait des réserves est de 12 % inférieure à celle d'Indeck, mais de 6 % supérieure au volume global sollicité. L'écart est attribuable à l'effet cumulatif de petites différences dans les estimations des réserves pour des gisements donnés.

Tableau 3-1

Projet Indeck Oswego:
Comparaison entre les estimations des réserves de gaz restantes commercialisables d'Indeck et le volume global sollicité

10^6m^3 (10^9pi^3)

Province	Indeck	ONE	Volume global sollicité
Alberta	1 236[1]	1 085	1 021
	(44)	(39)	(36)
Saskatchewan	13 428[2]	13 330	821
	(474)	(473)	(29)
Total	14 664	14 415	1 842
	(518)	(512)	(65)

1 Dans son mémoire du 19 avril 1990, Indeck a fourni des détails et des données supplémentaires sur les réserves albertaines destinées au projet Indeck Oswego. Ces données comprennent les estimations de l'OCREA (1 161 10^6m^3), de McDaniel en février 1989 (1 377 10^6m^3) et de McDaniel en octobre 1989 (1 215 10^6m^3). L'estimation de 1 236 10^6m^3 a été présentée par Indeck lors d l'audience GH-1-89 et se rapproche de ces estimations.

2 Totalité de l'approvisionnement disponible de BVI dans le gisement de Hatton qui doit également alimenter le projet Indeck-Yerkes.

Projet Indeck-Yerkes

Le tableau 3-2 dresse la comparaison des estimations faite par l'Office et par Indeck concernant les réserves.

Tableau 3-2

Projet Indeck-Yerkes: Comparaison des estimations des réserves commercialisables restantes de gaz de Indeck et du volume global sollicité

10^6m^3 (10^9pi^3)

Province	Indeck	ONE	Volume global sollicité
Alberta	746[1]	650	685
	(26)	(23)	(24)
Saskatchewan	13 428[2]	13 330	974
	(477)	(470)	(34)
Total	14 174	13 980	1 659
	(503)	(496)	(58)

1 Le mémoire de Northstar, présenté à la conférence technique, contenait des renseignements et des données supplémentaires sur les réserves de gaz de l'Alberta pour Indeck-Yerkes. L'estimation de 746 10^6m^3 est celle suggérée par Indeck à l'audience GH-1-90 et correspond à la fourchette des estimations fournies dans les mémoires subséquent..

2 Offre totale non engagée du BVI dans le champ Hatton, qui approvisionnera aussi le projet Indeck Oswego.

L'estimation de l'Office quant aux réserves de Hatton Milk River et de Medicine Hat en Saskatchewan est pratiquement analogue à celle d'Indeck et n'a pas changé depuis l'examen effectué dans le cadre de l'audience GH-1-89.

Le gaz de l'Alberta destiné au projet Indeck-Yerkes serait puisé par Northstar dans le gisement Hangingstone Upper Mannville A. Northstar a affecté 56 % de sa participation dans le gisement à l'approvisionnement d'Indeck, mais elle a fait savoir être disposée à consacrer un pourcentage plus

élevé si cela s'avérait nécessaire en vue d'atteindre les volumes visés.[1] L'Office a augmenté son estimation des réserves de l'Alberta affectées suite aux renseignements additionnels fournis par Indeck avec sa demande de révision et lors de la conférence technique. L'estimation de l'Office quant aux réserves de l'Alberta est de 13 % infé-

Tableau 3-3

Comparaisons des estimations des réserves du gisement Hangingstone Upper Mannville A

10^6m^3 (10^9pi^3)

	Participation de Northstar	**affectée à Indeck-Yerkes à 56%**
Northstar	1 604	898
Hunter	1 432	802
McDaniel	1 418	794
OCREA	1 306	734
ONE	1 161	650
Coles	1 106	619

Les écarts s'expliquent surtout par la différence dans les interprétations géologiques du gisement et les points de vue sur l'ampleur des effets de l'aquifer sous-jacent sur le facteur de récupération. Alors que l'Office a adopté une perspective moins optimiste de ces paramètres qu'Indeck, il reconnaît cependant comme plausible une certaine fourchette dans l'estimation des réserves pour ce gisement, comme en témoignent les autres interprétations techniques proposées dans le mémoire de Northstar et résumées dans le tableau 3-3.

(iii) Capacité de production

---

[1] Northstar affecterait jusqu'à concurrence de 72% de sa partication au gisement Hangingstone Upper Mannville A un projet Indeck-Yerkes; les 28% restants sont destinés à une demande de licence d'exportation présentée à l'audience GH-5-89.

Projet Indeck Oswego

La figure 3-1 compare les prévisions de l'Office et celles d'Indeck quant à la capacité de production par rapport aux volumes à l'exportation destinés au projet Indeck Oswego (y compris le combustible du réseau de TransCanada). L'Office estime que BVI pourrait facilement répondre au taux du contrat, compte tenu du large volume de ses réserves en Saskatchewan et il a donc, à des fins analytiques, établi le rapport entre l'approvisionnement et les besoins. Les excédents ou manques de la capacité de production illustrés dans la figure 3-1 se rapportent donc aux réserves de l'Alberta.

Indeck pensait pouvoir répondre aux besoins durant toute la période d'application de la licence proposée, mais l'analyse de l'Office suggère la possibilité de manques modestes vers la fin de la période d'application de la licence. Cette différence est attribuable surtout à l'écart entre les estimations des réserves de l'Alberta.

FIGURE 3-1

COMPARAISON DES ESTIMATIONS FAITES PAR INDECK ET L'ONE QUANT A LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE

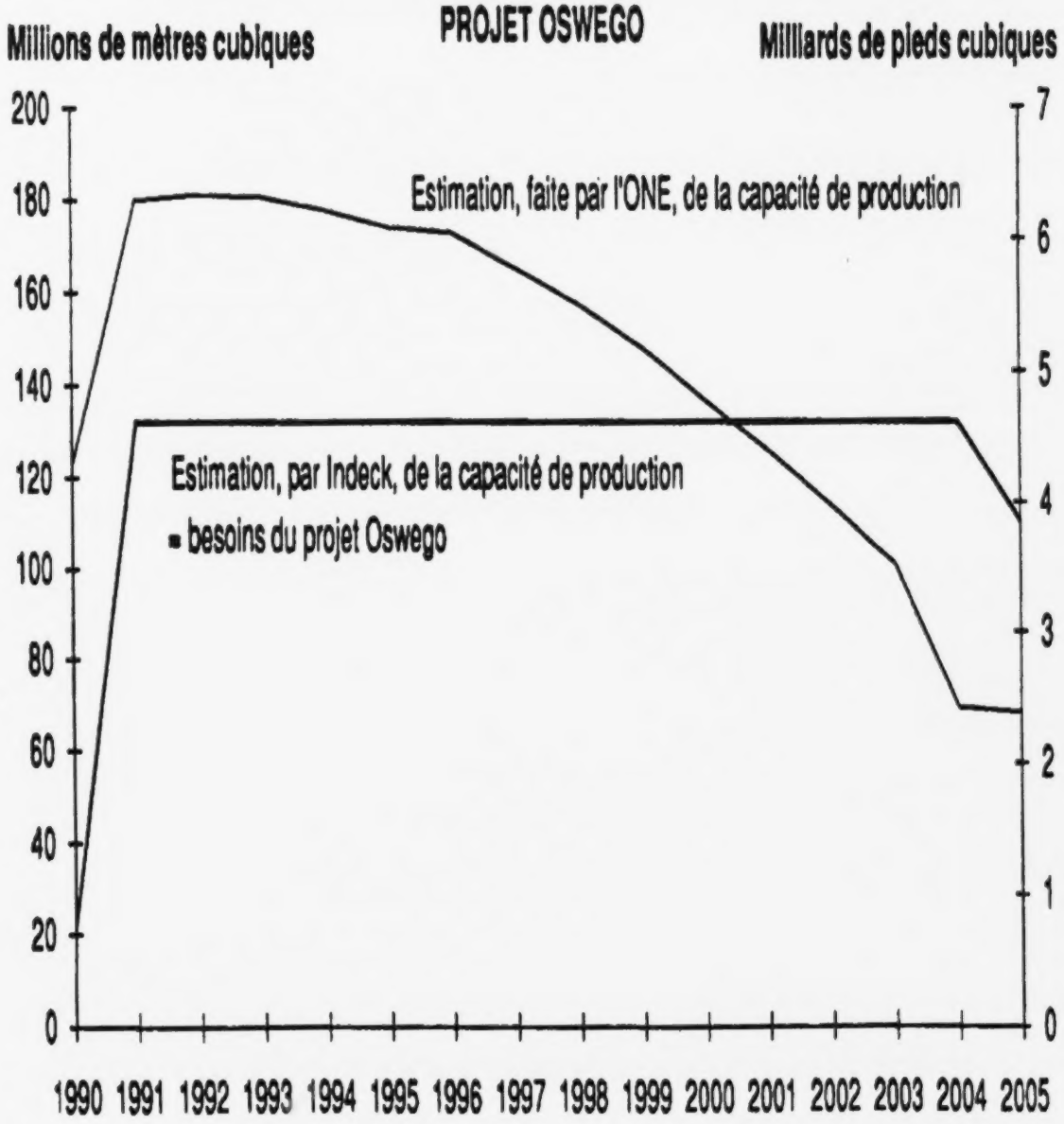
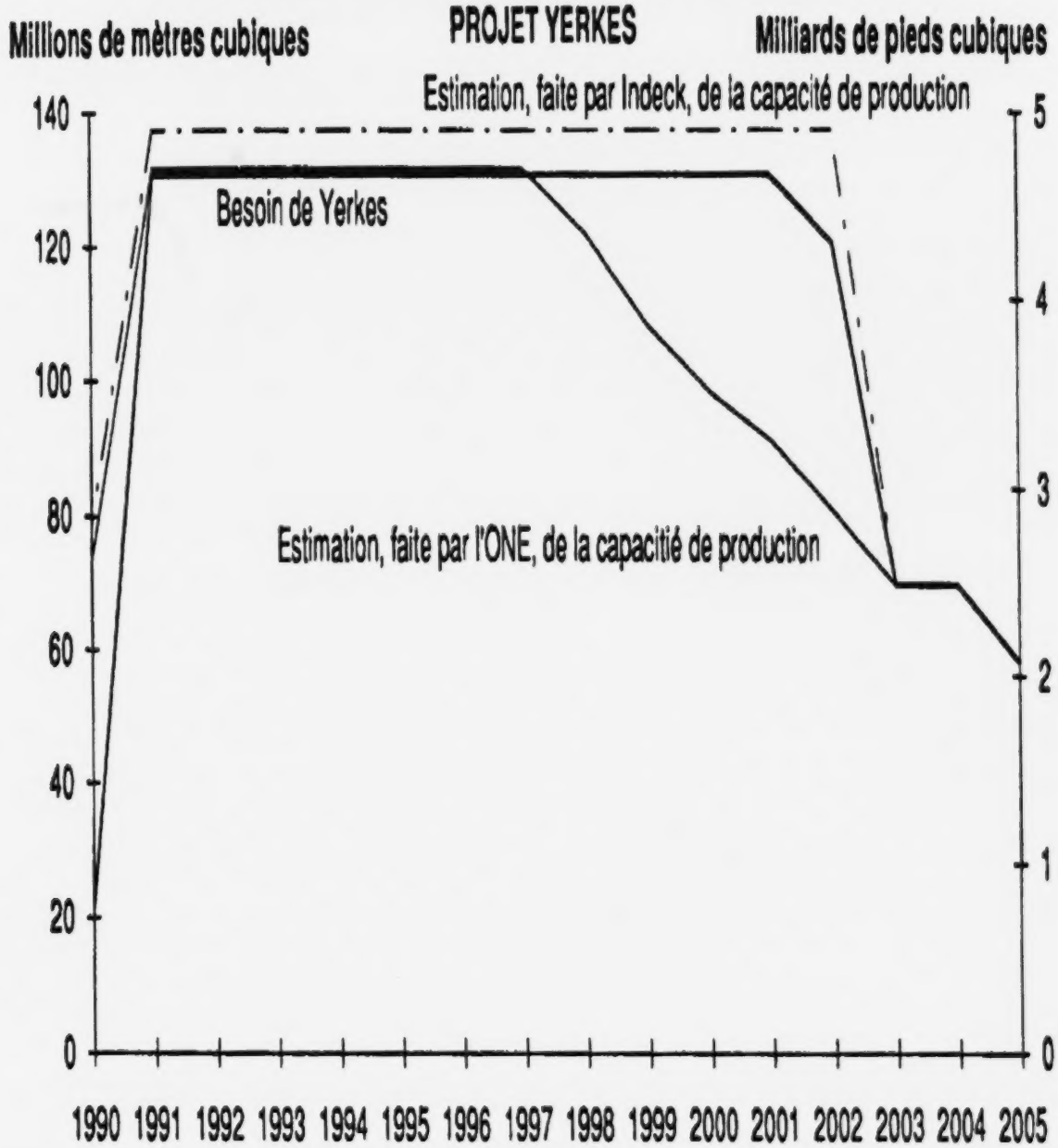


FIGURE 3-2

COMPARAISON DES ESTIMATIONS, FAITES PAR INDECK ET L'ONE, QUANT A LA CAPACITÉ DE PRODUCTION ANNUELLE



Indeck-Yerkes

La figure 3-2 compare les prévisions faites par l'Office et Indeck quant à la capacité de production et les volumes à l'exportation destinés au projet Indeck-Yerkes (y compris le combustible du réseau de TransCanada). Comme pour l'analyse, faite par l'Office, de la capacité de production en Saskatchewan pour le projet Indeck Oswego, l'Office a établi le rapport, à des fins d'analyse, entre l'approvisionnement et les besoins et les écarts de la capacité de production illustrés dans la figure 3-2 se rapportent aux réserves de l'Alberta.

Les prévisions d'Indeck suggèrent que la capacité de production sera suffisante durant toute la période d'application de la licence proposée. Cependant, les estimations de l'Office suggèrent que la capacité de production pourrait commencer à manquer en 1998 et continuer à manquer jusqu'en 2002. Encore là, l'écart s'explique par la différence dans les estimations sur les réserves du gisement Hangingstone Upper Mannville A, en Alberta.

(iv) Permis d'acheminement de l'énergie

Projet Indeck Oswego

Les permis d'acheminement de l'énergie de l'Alberta et de la Saskatchewan ont été sollicités; aucune décision n'a encore été rendue à ce sujet. Toutefois, l'OCREA a indiqué, dans une lettre datée du 15 mars 1990, que les réserves de gaz indiquées par Indeck suffisaient pour fournir le volume de 1 100 $10^6 m^3$ applicable aux permis d'acheminement sollicités.

Projet Indeck-Yerkes

Les permis d'acheminement de l'énergie de l'Alberta et de la Saskatchewan ont fait l'objet d'une demande. L'OCREA a émis un permis en novembre 1989 pour 754 $10^6 m^3$. La Saskatchewan n'a pas encore remis le permis.

Opinion de l'Office

Bien que la capacité de production fondée sur les réserves de l'Alberta pourrait connaître des manques modestes pour le projet Indeck Oswego, l'Office est satisfait des dispositions d'Indeck en matière d'approvisionnement.

Il estime que le projet Indeck-Yerkes disposera de la partie d'approvisionnement provenant de la Saskatchewan nécessaire au cours de la période d'application de la licence.

Il note que, d'après son évaluation des réserves et de la capacité de production, l'approvisionnement provenant de l'Alberta et destiné au projet Indeck-Yerkes peut venir à manquer vers la fin de la période d'application de la licence. Bien que Indeck ait indiqué que Northstar étayait ses besoins, les renseignements fournis pour l'examen de la demande et lors de la conférence technique ne modifient guère l'opinion de l'Office relativement aux arrangements d'appui pris par Indeck. Toutefois, compte tenu du peu d'ampleur des manques envisagés et de la possibilité que les réserves et la capacité de production puissent être supérieures à celles prévues par l'Office, celui-ci

est satisfait de l'approvisionnement pour le projet Indeck-Yerkes et n'estime pas nécessaire de demander à Northstar d'affecter un pourcentage plus élevé de sa participation dans le gisement Hangingstone Upper Mannville A au projet Indeck-Yerkes.

3.3 Examen préalable en matière d'environnement

Un examen préalable en matière d'environnement de la demande a été mené au cours de l'audience GHW-4-90 de l'Office. Durant cet examen, l'Office a évalué les effets environnementaux du projet d'exportation, notamment les effets de la production, la collecte, le traitement, la transmission, la distribution et l'utilisation ultime proposée du gaz naturel. L'examen a permis de conclure que les effets environnementaux que pourraient avoir les exportations, ainsi que les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux de l'exportation, seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues.

3.4 Décision

Compte tenu de l'évolution des circonstances à la suite de la décision GHW-4-89 de l'Office et de l'examen de la nouvelle preuve relative à l'approvisionnement en gaz d'Indeck, ainsi que les résultats de l'examen préalable en matière d'environnement, l'Office a décidé de délivrer une licence d'exportation de gaz à Indeck.

Voici les conditions de la licence :

(1) La licence entrera en vigueur à la date où le Gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations n'aient commencé le ou avant le 31 octobre 1991, en quel cas elle expirera le 31 octobre 2005.

(2) Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser :

(a) 830 000 mètres cubes par jour,

(b) 295 000 000 mètres cubes par période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre, ou

(c) 3 500 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

(3) (a) À titre d'écart admissible, la quantité qu'Indeck peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière fixée dans la condition 2.

(b) À titre d'écart admissible, la quantité qu'Indeck peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle fixée dans la condition 2.

(4) Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls, en Ontario.

Chapitre 4
Shell Canada Limitée

Dans une demande datée du 22 mars 1990, Shell a sollicité, en vertu du paragraphe 20(1) de la Loi, une révision de la partie des Motifs de décision GH-1-89 afférente à la licence d'exportation de gaz que Shell s'était vue refuser. Shell a demandé à l'Office d'établir que le projet d'exportation est conforme à l'intérêt public et de modifier ses Motifs de décision de façon à permettre une modification de sa licence GL-100 autorisant l'exportation de gaz à Niagara Falls, en Ontario, pour livraison à Salmon Resources Ltd. en vue de sa revente et livraison à Cogen Energy Technology Inc. ("CETI").

4.1 Évolution des circonstances

Shell a fait valoir que l'Office avait rejeté sa demande de licence d'exportation en se fondant uniquement sur l'analyse des avantages-coûts et sur le manque de souplesse des contrats. Or, compte tenu de l'évolution des circonstances depuis la décision GHW-4-89, la demande répond à toutes les exigences actuelles de l'Office pour être approuvée.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que, dans sa décision GH-1-89, il avait rejeté la demande de Shell en se fondant sur le manque de souplesse des contrats et les résultats de l'analyse des avantages-coûts.

Dans sa décision GHW-4-89, l'Office a établi qu'il était contre-indiqué d'utiliser l'analyse des avantages-coûts comme facteur déterminant de l'octroi d'une licence d'exportation de gaz. Il a également décidé que, bien qu'il continuerait d'étudier les contrats étayant les demandes d'exportation pour établir à sa satisfaction leur bien-fondé commercial, il le ferait en supposant que les contrats sont conformes à l'intérêt public, aussi bien que privé, du moment qu'ils sont négociés librement, sans lien de dépendance.

Compte tenu de la décision GHW-4-89, l'Office convient que la demande de Shell ne doit pas être rejetée sur la base des résultats de l'analyse des avantages-coûts. Pour ce qui est des contrats de Shell, l'Office est convaincu que les contrats ont été négociés librement et sans lien de dépendance, et ne trouve aucune raison d'intervenir dans ce cas précis.

4.2 Examen préalable en matière d'environnement

Un examen préalable en matière d'environnement de la demande s'est fait au cours de l'audience GHW-4-90 de l'Office. Durant cet examen, l'Office a évalué les effets environnementaux du projet d'exportation, notamment les effets de la production, de la collecte, du traitement, de la transmission, de la distribution et de l'utilisation ultime proposée du gaz naturel. L'examen a permis de conclure que les effets environnementaux que pourrait avoir l'exportation, ainsi que les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux de l'exportation, seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues.

4.3 Décision

Devant l'évolution des circonstances à la suite de la décision GHW-1-89 et les résultats de l'examen préalable en matière d'environnement, l'Office reconnaît que la demande de Shell répond à toutes les exigences actuelles pour l'obtention d'une licence d'exportation de gaz. Par conséquent, l'Office a décidé de modifier sa décision GH-1-89 relative à la demande de Shell.

Même si Shell a demandé, en vertu du paragraphe 21(2) de la Loi, la modification de sa licence d'exportation de gaz GL-100, l'Office a jugé préférable de délivrer une nouvelle licence à Shell.

Voici les conditions de la licence.

(1) La licence entrera en vigueur à la date où le Gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 mai 1992, à moins que les exportations n'aient commencé le ou[1] avant le 31 mai 1992, en quel cas elle expirera le 31 août 2011.

(2) Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

(a) 450 000 mètres cubes par jour;

(b) 145 000 000 mètres cubes par période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

(c) 2 755 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

(3) (a) À titre d'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière fixée dans la condition 2.

(b) À titre d'écart admissible, la quantité que Shell peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle fixée dans la condition 2.

(4) Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation près de Niagara Falls, en Ontario.

---

[1] Dans sa demande, Shell a sollicité de l'Office qu'il autorise l'exportation à partir du 31 mai 1991. Dans une lettre adressée à l'Office en date du 7 mai 1990, elle a demandé que l'exportation soit autorisée à partir du 31 mai 1992. L'Office a accepté.

Chapitre 5
Western Gas Marketing Limited, mandataire de TransCanada Pipelines Limited

Dans une demande datée du 2 mars 1990, WGML/TransCanada a sollicité une révision et une modification de la décision GH-1-89 de l'Office afférente au rejet de la demande d'exportation de gaz à NIMO présentée par WGML/TransCanada, le 14 février 1990. NIMO avait aussi présenté une demande le 6 février 1990 en vue de faire examiner et modifier la même décision.

Pour acheminer le gaz à exporter, TransCanada propose de construire de nouvelles installations, connues sous le nom de prolongement Gananoque, près de Kingston, en Ontario. Ces nouvelles installations ont été examinées au cours de l'audience GH-1-89. Dans une lettre datée du 2 août 1989, l'Office a informé les parties que le prolongement Gananoque serait requis seulement si la demande de licence d'exportation présentée par WGML/ TransCanada était approuvée. Il a également indiqué que, si l'exportation était approuvée, l'audience GH-1-89 serait reprise pour entendre une preuve supplémentaire concernant le prolongement Gananoque. Dans sa décision du 20 novembre 1989, l'Office a rejeté la demande de licence d'exportation de WGML/TransCanada. À la même date, l'Office a informé TransCanada que sa demande de certificat relativement au prolongement Gananoque était rejetée et que l'audience GH-1-89 ne reprendrait donc pas.

Dans une lettre datée du 9 mars 1990, TransCanada a prié l'Office d'annuler sa décision visant le rejet du prolongement Gananoque proposé si une licence d'exportation de gaz était accordée à WGML/TransCanada suite à une révision. Le 20 mars 1990, l'Office a informé TransCanada que, s'il décidait d'octroyer une licence d'exportation à WGML/TransCanada, il prévoyait tenir une autre audience publique pour traiter les préoccupations associées au prolongement Gananoque.

5.1 Évolution des circonstances

Dans une lettre datée du 27 mars 1990, WGML/TransCanada a fait valoir que le rejet de la demande relative au projet d'exportation à NIMO s'était fondé entièrement sur les résultats de l'analyse des avantages-coûts ainsi que sur le manque de souplesse des contrats et que, compte tenu de la décision GHW-4-89, il était justifié de réviser et de modifier la décision.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que, dans sa décision GH-1-89, il a rejeté la demande de WGML/TransCanada en se fondant sur le manque de souplesse des contrats et les résultats de l'analyse des avantages-coûts.

Dans sa décision GHW-4-89, l'Office a établi qu'il était contre-indiqué d'utiliser l'analyse des avantages-coûts comme facteur déterminant de l'octroi d'une licence d'exportation de gaz. L'Office a également décidé que, bien qu'il continuerait à étudier les contrats étayant les demandes d'exportation pour établir à sa satisfaction leur bien-fondé commercial, il le ferait en supposant que les contrats sont conformes à l'intérêt

public, aussi bien que privé, du moment qu'ils sont négociés librement, sans lien de dépendance.

Compte tenu de la décision GHW-4-89, l'Office convient que la demande de WGML/TransCanada ne doit pas être rejetée sur la base des résultats de l'analyse des avantages-coûts. Pour ce qui est des contrats WGML/TransCanada, l'Office est convaincu que les contrats ont été négociés librement et sans lien de dépendance, et ne trouve aucune raison d'intervenir dans ce cas précis.

5.2 Examen préalable en matière d'environnement

Un examen préalable en matière d'environnement de la demande s'est fait au cours de l'audience GHW-4-90 de l'Office. Durant cet examen, l'Office a évalué les effets environnementaux du projet d'exportation, en aval et en amont des installations de TransCanada, ainsi que les effets de la construction et de l'exploitation des nouvelles installations sur le réseau de TransCanada. L'examen a permis de conclure:

(1) que les effets environnementaux qui pourraient se produire en aval et en amont du réseau de TransCanada, ainsi que les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux de l'exportation, seraient négligeables ou atténuables à l'aide de techniques connues; et

(2) que les effets environnementaux que pourrait avoir le prolongement proposé de Gananoque ne sont pas encore entièrement connus; en particulier, l'Office est conscient des préoccupations graves du public à cet égard.

Comme les renseignements sur les effets environnementaux et le tracé du prolongement Gananoque n'ont pas encore été déposés dans une demande visant les installations, l'Office ne peut déterminer quels seront tous les effets environnementaux ou quelles mesures pourraient être prises pour les atténuer. À cet égard, l'Office tiendra une audience publique, en vertu de la partie III de sa Loi, pour l'examen de tous les effets environnementaux liés à ces installations, y compris les préoccupations soulevées par les parties intéressées, avant de rendre une décision au sujet de la demande présentée par TransCanada relativement aux installations. L'audience relative à la demande concernant ces installations convient le mieux pour examiner les questions environnementales car l'Office disposera alors de la preuve détaillée sur les installations.

Ces installations additionnelles du réseau de TransCanada sont essentielles au projet d'exportation et aucun gaz ne pourra être exporté tant que les installations ne seront pas approuvées et construites. En outre, TransCanada ne peut amorcer la construction des installations sans l'approbation de l'Office, qu'il lui faut obtenir en passant par la procédure de demande décrite antérieurement. Ce second processus sert à garantir qu'un examen complet des effets environnementaux sera effectué avant qu'une décision ne soit rendue quant à la question de la construction. Avec cette garantie, l'Office est satisfait que la délivrance de la licence sollicitée à ce moment-ci n'entravera aucunement l'examen ultérieur. De plus, l'Office a inclus dans la licence une disposition de temporisation en vertu de laquelle la licence expirera le 31 octobre 1991 si l'acheminement du gaz ne commence pas à cette date.

5.3 Décision

Devant l'évolution des circonstances à la suite de la décision GHW-4-89, l'Office accepte de délivrer une licence d'exportation de gaz à WGML/TransCanada.

Voici les conditions de la licence.

(1) La licence entrera en vigueur à la date où le Gouverneur en conseil l'aura approuvée et expirera le 31 octobre 1991, à moins que les exportations n'aient commencé le ou avant le 31 octobre 1991, en quel cas la licence expirera le 31 octobre 2005.

(2) Sous réserve de la condition 3, la quantité de gaz exportable en vertu de la licence ne doit pas dépasser:

(a) 1 445 000 mètres cubes par jour;

(b) 529 000 000 mètres cubes par période de douze mois consécutifs se terminant le 31 octobre; ou

(c) 7 910 000 000 mètres cubes durant la période d'application de la licence.

(3) (a) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter pendant toute période de 24 heures en vertu de la licence peut dépasser de 10 % la quantité journalière fixée dans la condition 2.

(b) À titre d'écart admissible, la quantité que WGML/TransCanada peut exporter pendant toute période de douze mois consécutifs en vertu de la licence peut dépasser de 2 % la quantité annuelle fixée dans la condition 2.

(4) Le gaz exporté en vertu de la licence doit être livré au point d'exportation de Gananoque, en Ontario, ou à proximité de Gananoque, ou à tout autre point déterminé par l'Office.

Les chapitres précédents exposent nos Motifs de décision relativement à la révision GH-1-90.

D.B. Smith
Membre présidant

W.G. Stewart
Membre

C. Bélanger
Membre

Ottawa, Canada
Juin 1990

Annexe I
Ordonnance d'audience GH-1-90

Dossier 7205-M93-4-2

Le 11 avril 1990

PAR TÉLÉCOPIEUR

Aux parties intéressées à l'instance GH-1-89

Objet: Examen des demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Niagara Mohawk Power Corporation, Shell Canada Limitée et Western Gas Marketing Limited, *à titre d'agent de TransCanada Pipelines Limited*

Vous trouverez ci-joint une copie de l'ordonnance d'audience GH-1-90 qui donne les instructions relatives à la procédure applicables à l'examen susmentionné. Les parties intéressées sont priées de prendre note que les interventions doivent être déposées auprès de la Secrétaire d'ici le 17 avril 1990.

Veuillez agréer l'expression de mes salutations distinguées.

La Secrétaire,

Marie Tobin

P.j.

Dossier 7205-M93-4-2
Le 11 avril 1990

Ordonnance d'audience GH-1-90
Instructions relatives à la procédure

Examen des demandes de licences d'exportation de gaz présentées par Direct Energy Marketing Limited, Indeck Gas Supply Corporation, Niagara Mohawk Power Corporation, Shell Canada Limitée et Western Gas Marketing Limited, *à titre d'agent de TransCanada Pipelines Limited*

Dans la décision qu'il a rendue relativement à l'instance GHW-4-89, décision qui a été publiée le 15 mars 1990, l'Office a indiqué qu'il n'utiliserait plus les analyses des avantages et des coûts dans l'examen des demandes présentées aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'Office a également décidé qu'en ce qui concerne l'application du critère de souplesse des contrats, il présumerait généralement que les contrats négociés librement, sans lien de dépendance, sont conformes à l'intérêt tant public que privé. L'Office a fait savoir qu'il n'interviendrait à cet égard que dans des cas d'exception.

Dans la lettre qu'il a envoyée aux parties inscrites aux instances GH-8-88 et GH-1-89, le 19 mars 1990, l'Office a indiqué que compte tenu des circonstances nouvelles découlant de sa décision à l'instance GHW-4-89, il serait prêt à revoir certaines de ses décisions antérieures. Ce sera le cas notamment des demandes qui, de l'avis des demandeurs, ont été rejetées en raison de l'analyse des avantages et des coûts ou de contrats trop rigides pour s'adapter à l'évolution du marché. L'Office a indiqué qu'il serait en outre prêt à revoir des demandes de licences rejetées en raison d'un défaut de l'approvisionnement et à recevoir la preuve que des changements ont été apportés à la situation de tels demandeurs.

L'Office a reçu des demandes de révision des sociétés suivantes:

(a) Direct Energy Marketing Limited ("Direct Energy"), demande datée du 29 mars 1990 visant la révision de la décision rendue par l'Office à l'instance GH-1-89 le 20 novembre 1989, dans laquelle l'Office rejetait la demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par Direct Energy en date du 12 octobre 1988.

(b) Indeck Gas Supply Corporation ("Indeck"), demande datée du 30 mars 1990 visant la révision de la décision rendue par l'Office à l'instance GH-1-89 le 20 novembre 1989, dans laquelle l'Office rejetait la demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par Indeck en date du 14 février 1989.

(c) Niagara Mohawk Power Corporation ("NIMO"), demande datée du 6 février 1990 visant la révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, dans laquelle l'Office rejetait la demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada Pipelines Limited, en date du 14 février 1989.

(d) Shell Canada Limitée ("Shell"), demande datée du 22 mars 1990 visant la révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, dans laquelle l'Office rejetait la

demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par Shell en date du 21 novembre 1988.

(c) Western Gas Marketing Limited, à titre d'agent de TransCanada Pipelines Limited ("WGML/TransCanada"), demande datée du 2 mars 1990 visant la révision de la décision rendue par l'Office le 20 novembre 1989, dans laquelle l'Office rejetait la demande visant une licence d'exportation de gaz présentée par WGML/TransCanada en date du 14 février 1989.

L'Office a décidé que ces demandes seraient traitées dans le cadre d'une audience publique. Cette audience sera tenue conformément aux instructions relatives à la procédure qui suivent.

L'Office vous prie de prendre note que la demande présentée par TransCanada visant un certificat autorisant la construction du prolongement Gananoque ne sera pas traitée dans le cadre de cette audience. Dans la lettre qu'il a adressée à TransCanada, le 20 mars 1990, l'Office a indiqué que:

"S'il décidait d'accorder une telle licence à WGML/TransCanada, l'Office tiendrait une autre audience publique en vue d'examiner diverses questions touchant au prolongement proposé. Le cas échéant, il émettrait une nouvelle ordonnance d'audience, donnant plus de détails quant à la marche à suivre et indiquant les questions devant y être étudiées."

Examen publie

1. Chaque demandeur doit déposer et garder en dossier pour examen public, durant les heures d'ouverture, une copie de sa demande antérieure accompagnée de la preuve écrite et des réponses qu'il a déposés dans le cadre de l'audience GH-1-89, ainsi que de sa demande de révision, à ses bureaux, aux adresses suivantes:

Direct Energy
1580, Guiness House
727, 7e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
et
45, avenue Sheppard est
Willowdale (Ontario)

Indeck
a/s Bow Valley Industries Ltd.
321, 6e avenue s.-o., pièce 1800
Calgary (Alberta)

NIMO
a/s Cassels, Brock et Blackwell
Avocats
Scotia Plaza
40, rue King ouest, pièce 2100
Toronto (Ontario)

Shell
400, 4e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)

WGML/TransCanada
530, 8e avenue s.-o.
Calgary (Alberta)

On peut également consulter des copies des demandes aux bureaux de l'Office, aux endroits suivants:

Bibliothèque
pièce 962
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)

et

4500, 16e avenue n.-o.
Calgary (Alberta)

Audience

2. L'audience commencera le lundi 23 avril 1990, à 8 h 30, heure locale, au Glenmore Inn, 2720, chemin Glenmore s.-e., Calgary, Alberta. Le comité siégera jusqu'à 12 h 30 le premier jour, et de 13 h 30 à 17 h 30 les jours suivants.

Interventions

3. Les interventions doivent être déposées auprès de la Secrétaire et signifiées aux demandeurs d'ici le 17 avril 1990. Elles doivent inclure tous les renseignements prévus au paragraphe 32(1) de l'ébauche révisée des *Règles de pratique et de procédure de l'ONE* datée du 21 avril 1987.

4. L'Office rappelle aux intervenants qu'aux termes de ses *Motifs de décision relatifs à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel*, datée de juillet 1987 les utilisateurs canadiens peuvent se prévaloir d'une procédure d'intervention en fonction des plaintes. Ces utilisateurs peuvent ainsi s'opposer à une exportation pour le motif qu'ils ne peuvent passer des contrats d'approvisionnement en gaz à des conditions semblables à celles prévues dans les contrats d'exportation, y compris à des prix équivalents.

5. La Secrétaire publiera une liste des intervenants peu après le 17 avril 1990.

Preuve et témoignages intégrés à l'audience

6. Aux fins de cette audience, l'Office utilisera le dossier d'audience de l'instance GH-1-89 et se fondera sur ce dossier.

Preuve écrite des demandeurs et des intervenants

7. Les demandeurs doivent, d'ici le 20 avril 1990, déposer auprès de la Secrétaire et signifier à toutes les autres parties à l'instance toute preuve supplémentaire qu'ils désirent présenter.

8. Les intervenants doivent déposer leur preuve écrite auprès de la Secrétaire et en signifier copie à toutes les autres parties à l'instance d'ici le 20 avril 1990.

Lettres de commentaires

9. Les lettres de commentaires doivent être déposées auprès de la Secrétaire d'ici le 20 avril 1990.

Processus d'examen préalable en matière d'environnement

10. L'Office publiera sous peu des instructions relatives à l'examen préalable en matière d'environnement, conformément au *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'examen et d'évaluation en matière d'environnement*.

Conférence technique sur la preuve relative aux approvisionnements en gaz de Direct Energy et de Indeck

11. L'Office a décidé de convoquer, immédiatement après le début de l'audience, le 23 avril 1990, une conférence technique afin de discuter la nouvelle preuve déposée relativement aux approvisionnements en gaz et intégrée aux demandes de révision de Direct Energy et de Indeck. On trouvera à l'annexe I des présentes les instructions relatives à la tenue de cette conférence technique.

Signification aux parties

12. L'Office a signifié copie de la présente ordonnance aux parties inscrites à la liste constituant l'annexe II.

Exigences en matière de dépôt et de signification de documents

13. Lorsque, aux termes des présentes instructions relatives à la procédure ou de l'ébauche révisée des *Règles de pratique et de procédure de l'ONE*, des parties sont tenues de déposer des documents ou de les signifier aux autres parties, elles doivent fournir le nombre de copies suivant:

    (1) 35 copies des documents à déposer auprès de l'Office;

    (2) 3 copies des documents à signifier aux demandeurs;

    (3) 1 copie des documents à signifier aux intervenants.

14. Les parties qui déposent ou signifient des documents durant l'audience doivent en fournir 5 copies au greffier de l'audience et 5 copies à l'avocat de l'Office, et en apporter un nombre suffisant pour accommoder les autres parties présentes à l'audience.

15. Les personnes qui déposent des lettres de commentaires doivent en signifier une copie à chacun des demandeurs et en déposer une copie auprès de l'Office, lequel en fournira des copies à toutes les autres parties.

16. Les parties qui déposent ou signifient des documents moins de cinq jours ouvrables avant le début de l'audience doivent également apporter à l'audience un nombre suffisant de copies des documents pour accommoder l'Office et les autres parties présentes.

Interprétation simultanée

17. Les parties sont priées d'indiquer dans leurs interventions dans quelle langue elles désirent participer à l'audience. S'il appert que les deux langues officielles seront utilisées, un service d'interprétation simultanée sera fourni.

Généralités

18. Toutes les parties sont priées de préciser, dans leur correspondance avec l'Office au sujet de l'instance, qu'il s'agit de l'ordonnance d'audience GH-1-90 et du dossier 7205-M93-4-2.

19. Cette audience sera régie par l'ébauche révisée des *Règles de pratique et de procédure de l'ONE* datée du 21 avril 1987, complétée par les instructions relatives à la procédure contenues dans la présente ordonnance d'audience.

20. Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'audience ou les procédures qui la régissent, prière de s'adresser à Mme Vivien St. George, agent de soutien de la réglementation, au (613) 998-7196.

La Secrétaire,

Marie Tobin

Annexe I de l'ordonnance GH-1-90

Instructions supplémentaires applicables à la conférence technique sur la preuve relative aux approvisionnements de Direct Energy Marketing Limited ("Direct Energy") et de Indeck Gas Supply Corporation ("Indeck")

Comme on l'a indiqué au paragraphe 11 de l'ordonnance d'audience GH-1-90, l'Office convoquera une conférence technique le 23 avril 1990 afin de discuter de la nouvelle preuve sur l'approvisionnement en gaz incluse dans les demandes de révision présentées par Direct Energy et Indeck. La conférence sera tenue comme suit:

1. La conférence aura lieu dans la salle d'audience après le début de l'audience.

2. Cette conférence a pour but de permettre aux demandeurs susmentionnés de présenter une nouvelle preuve sur l'approvisionnement en gaz, dans un cadre plus décontracté, afin que les parties intéressées ainsi que le personnel et les membres de l'Office puissent discuter des questions soulevées par cette preuve.

3. Comme cette partie de l'audience devrait être moins formaliste, l'Office ne croit pas qu'il soit nécessaire de faire prêter serment aux témoins du demandeur. On conservera une transcription de la conférence. Les renseignements recueillis durant celle-ci seront intégrés au dossier sur lequel l'Office se fondera pour rendre sa décision relativement aux demandes.

4. Afin de s'assurer de l'utilisation efficace du temps, les parties intéressées qui désirent participer à la conférence et poser des questions aux demandeurs seront appelées selon l'ordre de comparution qui sera distribué au début de l'audience.

5. Les questions sur d'autres sujets liés aux demandes et à la plaidoirie finale ne seront pas traitées dans le cadre de cette conférence. Les parties auront l'occasion de traiter de ces questions plus tard au cours de l'audience sur les demandes de Direct Energy et de Indeck.

   L'Office appliquera aux données sur l'approvisionnement en gaz la méthode de conférence technique dans l'espoir que l'Office et les parties puissent ainsi accroître leur compréhension de cette preuve technique et que le temps d'audience nécessaire au contre-interrogatoire soit réduit.

Annexe II de l'ordonnance GH-1-90

Sous-ministre adjoint, Énergie, Colombie-Britannique
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières
Palais législatif
Victoria (Colombie-Britannique)
V8V 1X4

M. Geoffrey Ho
Avocat principal
Ministère de l'Energie et des Ressources naturelles
10e étage, Tour du Sud
Petroleum Plaza
9915, 108e rue
Edmonton (Alberta)
T5K 2C9

M. Greg Blue
Procureur général de la Saskatchewan
Ministère de la Justice
8e étage
1874, rue Scarth
Regina (Saskatchewan)
S4P 3V7

Procureur général du Manitoba
Palais législatif
Winnipeg (Manitoba)
R3C 0V8

Secrétaire
Ministère de la Justice et des Services publics
C.P. 1320
Yellowknife (T.N.-O.)
X1A 2L9

Procureur général du Québec
Édifice Delta
1200, route de l'église
Ste-Foy (Québec)
G1V 4M1

Directeur
Contentieux, 12e étage
Ministère de l'Énergie
56, rue Wellesley ouest
Toronto (Ontario)
M7A 2B7

Secrétaire
Small Explorers and Producers Association of Canada
717, 7e avenue s.-o.
C.P. 6531, station D
Calgary (Alberta)
T2P 2E1

Directeur de la gestion
Ontario Natural Gas Association
Pièce 1104
77, rue Bloor ouest
Toronto (Ontario)
M5S 1M2

M.S.R. Inoustone
Association canadienne du gaz
Pièce 1101
50, rue O'Connor
Ottawa (Ontario)
K1P 6L2

Fédération canadienne de l'agriculture
111, rue Sparks
5e étage
Ottawa (Ontario)
K1P 5B5

Fédération de l'agriculture de l'Ontario
491, avenue Eglinton ouest
Pièce 500
Toronto (Ontario)
M5N 3A2

Union des producteurs agricoles
555, boulevard Roland-Therrien
Longueil (Québec)
J4H 3Y9

Parties à l'audience relative
aux installations de TransCanada
pour 1989-1990, tenue aux termes
de l'ordonnance GH-1-89